

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«Дніпровська політехніка»  
Механіко-машинобудівний факультет  
Кафедра гірничої механіки

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**

**кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра**  
**студента Гіди Максима Руслановича**

**академічної групи 184-17ск-1 ММФ**

(шифр)

**спеціальності 184 Гірництво**

(код і назва спеціальності)

**за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств»**

(офіційна назва)

**на тему Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»**

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Оксень Ю.І.			
розділів:				
Гірничо-геологічний	Оксень Ю.І.			
Технологічний	Оксень Ю.І.			
Економічний	Шаповал В.А.			
Охорона праці	Лутс І.О.			
Рецензент	Заболотний К.С.			
Нормоконтролер	Діжевський Б.К.			

**Дніпро**  
**2020**

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри гірничої механіки

\_\_\_\_\_ Самуся В.І.  
(підпис) (прізвище, ініціали)

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 року

**ЗАВДАННЯ  
на кваліфікаційну роботу  
ступеню бакалавра**

студенту Гіді Максиму Руслановичу академічної групи 184-17ск-1 ММФ  
(прізвище та ініціали) (шифр)  
спеціальності 184 Гірництво

за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств»

на тему Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 07.05.2020  
№ 256-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Гірничо-геологічний	Гірничо-геологічна характеристика підприємства	10.05.2020
Технологічний	Розрахунки параметрів теплонасосної установки	01.06.2020
Економічний	Економічна оцінка проекту	08.06.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних шкідливих та небезпечних факторів. Засоби безпеки	15.06.2020

Завдання видано

(підпис керівника)

Оксень Ю.І.

(прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2020Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2020

Прийнято до виконання

(підпис студента)

Гіда М.Р.

(прізвище, ініціали)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 56 с., 7 рис., 6 табл., 5 джерел.

### ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, ТЕПЛОВИЙ НАСОС, ТЕПЛООБМІННИК, УТИЛІЗАЦІЯ СКІДНОГО ТЕПЛА, ШАХТНА ВОДА

Об'єкт розробки – теплонасосна установка для утилізації теплоти шахтної води і нагрівання чистої питної води для системи гарячого водопостачання шахти.

Мета роботи – підвищення енергетичної ефективності підготовки води для системи гарячого водопостачання шахти.

Результати та їх новизна – розроблено проект теплонасосної установки для утилізації теплоти шахтної води і нагрівання чистої питної води для системи гарячого водопостачання шахти. Визначено параметри термодинамічного циклу теплових насосів, енергетичні показники установки, параметри теплообмінників характеристики та режими роботи насосів подачі шахтної води для умов шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Спроектована теплонасосна установка забезпечить нагрів води для системи гарячого водопостачання з 6 до 42 С у кількості 140 м<sup>3</sup> за 14-и годинний добовий робочий цикл. Теплопродуктивність теплонасосної установки 420 кВт. Коефіцієнт перетворення енергії теплових насосів COP = 5,18.

Економічна оцінка проекту показала, річна економія, обумовлена, використанням непридатного тепла шахтної води, становить 1 млн. 303 тис. грн/рік. Дисконтований термін окупності капітальних витрат - 4,3 року.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри гірничої механіки Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері створення та впровадження енергозберігаючих технологій.

Сфера застосування розробки – теплопостачання вугільних та рудних шахт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення енергетичної, та економічної ефективності систем теплопостачання шахт, поліпшення екології навколишнього середовища.

<b>ЗМІСТ</b>	<b>Стор.</b>
Вступ .....	6
1 Гірничо-геологічний розділ .....	7
1.1 Геологічна характеристика родовища .....	7
1.2 Розкриття шахтного поля.....	8
1.3 Система розробки.....	11
1.4 Технологія проведення дільничних підготовчих робіт.....	12
1.5 Технологія очисних робіт.....	12
1.6 Електропостачання шахти.....	14
1.7 Електропостачання видобувної дільниці.....	15
2 Технологічний розділ. Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води .....	16
2.1 Постановка задачі .....	16
2.2 Початкові дані.....	19
2.3 Вибір схеми теплонасосної установки .....	19
2.4 Розрахунок потрібної теплової потужності ТНУ.....	20
2.5 Розрахунок термодинамічного циклу теплового насоса .....	21
2.6 Розрахунок теплообмінника шахтної води .....	27
2.7 Вибір насосів шахтної води .....	34
3 Економічна ефективність пропонованого технічного рішення .....	40
3.1 Економічні показники теплонасосної технології .....	40
3.1.1 Капітальні витрати .....	40
3.1.2 Експлуатаційні витрати .....	42
3.2 Економічні показники існуючої технології .....	43
3.3 Річна економія .....	44
3.4 Розрахунок чистого дисконтованого доходу і терміну окупності капітальних витрат .....	44
4 Охорона праці та промислова безпека .....	49

4.1 Організаційні заходи щодо безпечної експлуатації теплонасосних установок .....	49
4.2 Розміщення теплонасосних установок і вимоги до приміщень для них .....	50
4.3 Техніка безпеки під час експлуатації теплонасосних установок .....	51
4.4 Фізико-хімічні і фізіологічні властивості холодоагенту .....	52
Висновок .....	54
Перелік посилань .....	55
Додаток А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи .....	56

## ВСТУП

У зв'язку з дефіцитом в Україні паливних ресурсів зростає актуальність використання вторинного і непридатного тепла промислових підприємств.

Потужним джерелом непридатного тепла на шахті «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» є шахтна вода, приплив якої складає 430 ... 550 м<sup>3</sup>/год. Температура цієї води стабільна протягом року і дорівнює приблизно 16 ... 18 °С.

Щоб корисно використовувати тепло цієї води з метою теплопостачання шахти, його потрібно трансформувати в тепло більш високого потенціалу. Таке перетворення можна здійснити за допомогою теплових насосів. Теплонасосні технології використання природного та вторинного тепла промислових підприємств останнім часом набувають все більш широке поширення в усьому світі. До їх переваг відносяться висока енергетична ефективність і екологічна чистота.

В даний час на шахті «Павлоградська» для забезпечення теплопостачання застосовується застаріла енерговитратна технологія, заснована на спалюванні вугілля в шахтній котельній установці. Заміна її на теплонасосну технологію дасть можливість зберегти це вугілля для більш ефективного використання на теплових електростанціях.

Враховуючи переваги теплонасосної технології, а також те, що на шахті є в потужне і доступне джерело низькопотенційного тепла – шахтна вода, в даній кваліфікаційній роботі поставлено завдання спроектувати теплонасосну установку, що використовує тепло шахтної води, і нагріває воду для системи гарячого водопостачання шахти «Павлоградська».

## 1 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Геологічна характеристика родовища

Поле шахти Павлоградської розташоване на детально розвіданому Вербківському геологічному комплексі, що входить до складу Павлоградського-Петропавлівського вугільного району Західного Донбасу.

Шахта розташована на території Павлоградського району, Дніпропетровської області.

Найближчими залізничними магістралями є: Павлоград-Красноармійськ, розташована в 6 км від проектованої шахти, і Синельникове-Лозова, що проходить уздовж північно-західного кордону її.

В геологічній будові району та родовища беруть участі породи докембрію і осадовий комплекс відкладень палеозойського і мезозойського віку, представлених породами кам'яновугільної, пермської, тріасової і юрської систем, перекритих повсюдно суцільним покривом молодших відкладень третинного і четвертинного віку.

Третинні відклади представлені сильно обводненими породами, що володіють властивостями пливунів бурих і темно-бурих пісків бучакської свити, вапняними глинами, рідше мергелями київської свити і значно обводненими пісками харківської свити.

Четвертинні відкладення мають повсюдне поширення і представлені на вододілах лесовидними суглинками і червоно-бурими глинами, а в долинах рекалювіальними дрібно- і крупнозернистими пісками.

Потужність порід третинне - четвертинної товщі на площі поля становить 60 – 80 м.

Кам'яновугільні породи мають переважно полого залягання з падінням пластів на північний схід під кутом 1-2°. Залягання порід ускладнене низкою великих і дрібних порушень типу скидів.

Вугільні пласти, які мають промислове значення, приурочені до відкладів Самарської свити  $C_1^3$ .

## 1.2 Розкриття шахтного поля

У виконаному в 1954 р проектному завданні ш. Павлоградської розкриття родовища було прийнято двома центрально-здвоєними стовбурами, причому розташування стовбурів було визначено з міркувань розташування їх на незатоплюваному в паводковий період проммайданчику і так, щоб вони не перетинали алювіально водонесний горизонт.

Необхідно відзначити, що внаслідок збільшення виробничої потужності шахти з 600 тис. т на рік, прийнятої проектом 1954 році, до 1200 тис. т на рік намічено більш інтенсивне опрацювання шахтного поля і внаслідок цього термін відпрацювання верхньої групи пластів скоротився.

Із зазначеної причини вже через 8 років виникла необхідність розпочати відпрацювання нижньої групи пластів,  $C_5$ ,  $C_4^H$  і  $C_1$ .

Для забезпечення своєчасної підготовки нового горизонту було намічено пройти стовбури на повну глибину - 320 м. Відпрацювання всіх пластів намічено здійснити на один горизонт 190 м, що розташовується в стійких породах.

На горизонті 190 м влаштовується пристовбурний двір, від якого за простяганням на західне крило шахтного поля проходиться польовий конвеєрний штрек.



Центральними стволами шахти розкриваються 6 робочих пластів:  $C_9$ ,  $C_8^H$ ,  $C_7^H$ ,  $C_5$ ,  $C_4^H$  і  $C_1$ .

Для розкриття пластів  $C_8^H$  і  $C_7^H$  в місці перетину їх стволами влаштовуються пристовбурні двори: на горизонті 140 м для пласта  $C_8^H$  і на горизонті 160 м - для пласта  $C_7^H$ .

Після відпрацювання пластів  $C_8^H$  та  $C_7^H$  повинні бути відпрацьовані пласти  $C_5$ ,  $C_4^H$ ,  $C_1$ , для чого на гор. 140, 180 і 320 м також влаштовуються пристовбурні двори.

З верхньої групи пластів по вуглеспускних гезенках, а з нижньої групи пластів - по похилому конвеєрному квершлагу вугілля передається на основний горизонт 190 м.

Пристовбурні двори горизонтів 140 м, 160 м та 240 м, а в майбутньому і гор. 280, 320 і 115 м служать для можливості здійснення зв'язку пластів, що розробляються, з поверхнею і горизонтом 190 м по доставці людей, матеріалів, устаткування та вентиляції, а також для видачі отриманої під час відпрацювання пластів породи.

Розкриття нижньої групи пластів  $C_5$ ,  $C_4^H$ ,  $C_1$  здійснюється центральними стволами. Для видачі вугілля на гор. 190 м на пласти проходить конвеєрний похилий квершлаг. Видача породи здійснюється з горизонту 280 м (пл  $C_4^H$ ); передача породи з пластів  $C_5$ ,  $C_1$  (гор. 320 м) на горизонт 190 м пласта проводиться клітьовим підйомом.

По нижній групі пластів  $C_5$ ,  $C_4^H$ ,  $C_1$  поле за повстанням в межах шахтного поля дорівнює 3,0 км.

При встановленому положенні центральних стовбурів і розмірі стовпа за повстанням, що дорівнює 1200 м у верхній частині поля пластів  $C_5$ ,  $C_4^H$ ,  $C_1$ , залишаються запаси, які намічається розкрити квершлагом з основного горизонту 190 м. Для забезпечення зв'язку цих пластів з квершлагом

горизонту 190 м проходяться вентиляційний і сліпий стволи. Ці стовбури і квершлаг горизонту 190 м планується використати для розкриття запасів пластів  $C_4^B$  та  $C_1$  на ділянці між Південно-Тернівським і Павлоградсько-В'язівським скидами.

Ділянка шахти розкривається двома вертикальними стволами: головним і допоміжним. Обидва стовбури проходяться до нижнього пласта  $C_1$  на глибину 320 м.

Протягом всього терміну служби шахти весь видобуток шахти видається з гор.190 м. При розробці верхньої свити пластів  $C_9$ ,  $C_8^H$  та  $C_7^H$  вугілля з цих пластів надходить на гор.190 м по вуглеспускних гезенках, а при розробці нижньої свити пластів  $C_5$ ,  $C_4^H$  та  $C_1$  вугілля з цих пластів надходить на гор. 190 м по похилому квершлягу.

Видача породи при розробці пластів  $C_8^H$  та  $C_7^H$  буде проводитися з гор. 160 м, при розробці нижньої свити пластів – з гор. 240 м. При можливій розробці надалі пласта  $C_9$  видача породи буде проводитися з гор. 110 м. Спуск-підйом людей, доставка допоміжних матеріалів будуть проводитися: при роботі пластів  $C_8^H$  та  $C_7^H$  одночасно на гор. 140 м, 160 м і 190 м і при роботі пластів  $C_5$ ,  $C_4^H$  та  $C_1$  – на гор.190 м, 240 м, 280 м і 320 м.

Головний стовбур обладнується одноканатним двоскіповим підйомом для видачі усього видобутку вугілля в скіпах ємністю 9 т; підйомна машина – двобарабанна типу 2Ц-4х1,8 з діаметром барабанів 4000 мм і шириною кожного 1800 мм.

Для підйому намічається привід з двома двигунами потужністю по 400 кВт,

Для видачі породи в головному стовбурі обладнується одноканатний односкіповий підйом (з противагою) із скіпом ємністю 5,3 т. Підйомна

машина - однобарабанна типу 2Ц-4х1,8 з діаметром барабана 4000 мм і шириною 1800 мм.

Для підйому намічається привід з двигуном потужністю 320 кВт.

Обидві підйомні машини розташовуються в одній будівлі.

Допоміжний ствол обладнується двома одноканатними одноклітьовими підйомами (з противагами).

На кожен підйом встановлюється однобарабанна підйомна машина з розрізним барабаном типу ЦР-4х3-2/0,6 з діаметром барабана 4000 мм і шириною 3200 мм.

Обидві підйомні машини розташовуються в одній будівлі.

При експлуатації гор. 140 та 190 м підйомними посудинами служать одноповерхові кліті на одну вагонетку в поверсі. При переході робіт на гор. 240 та 320 м, повинна бути навішена двоповерхова кліть.

Для одноклітьових підйомів намічається до установки привід з двигуном 500 кВт; при навішуванні двоповерхової кліті встановлюється двигун потужністю 800 кВт.

### **1.3 Система розробки**

Відпрацювання пласта С<sub>4</sub> здійснюється довгими стовпами за повстанням одинарними лавами довжиною 150 - 170 м. При відпрацюванні стовпів за повстанням забезпечується стік води, що надходить з завалених порід покрівлі у вироблений простір і далі в виїмкові та магістральні штреки.

Виїмкові штреки розташовані з боку вугільного масиву, підтримуються для повторного використання.

Для створення нормальних умов лав біля сполучень з штреками, полегшення вилучення аркового кріплення, уздовж штреків слідом за посуванням лав викладається ряд дерев'яних кострів.

Управління покрівлею - повне обвалення. Крок обвалення відповідає кроку пересування механізованого кріплення і дорівнює 0,8 м.

Виїмкові конвеєрні штреки обладнуються канатними дорогами. Доставка вугілля в межах ділянки здійснюється стрічковими конвеєрами.

#### **1.4 Технологія проведення дільничних підготовчих робіт**

Виїмка гірської маси здійснюється прохідницькими комбайнами ГПКС в комплексі з стрічковим перевантажувачем ППЛ-1.

Виробки кріпляться кріпленням КШПУ - 11.7 або КШПУ - 11.1, крок кріплення 0,8 м. Виробка кріпиться із затягуванням покрівлі дерев'яною затяжкою, борти - сіткою.

Відкатка гірської маси проводиться за допомогою канатної дороги ДКН-3 в вагонах ВДК-2,5 партіями по 6 вагонів.

Виїмка гірської маси здійснюється заходками. Заходка починається з поглиблення різцевої коронки на необхідну глибину. Потім переміщенням робочого органу у горизонтальній або вертикальній площині проводиться виїмка гірської маси по всьому перетину забою.

#### **1.5 Технологія очисних робіт**

Виїмка вугілля здійснюється комбайном УКД200-250 за човниковою схемою. На початку зміни машиніст комбайну і помічник машиніста

проводить підготовку комбайна до роботи згідно «Керівництву з експлуатації комбайна УКД200-250 РЕ».

Машиніст комбайна постійно знаходиться біля пульта управління комбайном та конвеєром лави, забезпечує правильне положення комбайна. Помічник знаходиться у допоміжного пульта і управляє висотою зарубки іншим шнеком і при необхідності робить екстрену зупинку комбайна і конвеєра без їх запуску. Помічник комбайнера стежить за своєчасним кріпленням забою секціями та при відставанні секцій більш допустимого паспортом кріплення зупиняє комбайн, стежить за гнучким кабелем, рукавом зрошення.

Машиніст дільничної конвеєрної лінії 4-го ЗМКШ і 408 збірного штреку, перебуваючи у перевантажувальному пункті з 4-го ЗМКШ на МКШ пл. С<sub>1</sub>, подає попереджувальний звуковий сигнал і включає дільничну конвеєрну лінію.

Машиніст комбайна (1), отримавши сигнал, включає лавний конвеєр. Перед включенням лавного конвеєра автоматично, протягом 6 с, подається попереджувальний звуковий сигнал.

Після включення лавного конвеєра машиніст комбайну включає комбайн і, з дозволу гірничого майстра або ланкового, проводить виїмку вугілля.

Для дотримання параметрів сортності вугілля, що видобувається, і роздрібнення негабаритних шматків застосовується дробарка, встановлена на ПТК.

## 1.6 Електропостачання шахти

Електропостачання шахти Павлоградська передбачається по дволанцюговій лінії електропередачі 35 кВ з проводом А-120 протяжністю 6,5 км від підстанції 35/6 кВ Павлоградська.

Сумарне максимальне навантаження по шахті - 6450 кВт, в тому числі навантаження мережі 380/220 В, поверхні - 1040 кВт. Питома витрата електроенергії - 21,5 кВт·год/т.

Проектом враховано підключення до шахтної підстанції 35/6 кВ навантаження 6 кВ флангового блоку №2 шахти Західно-Донбаської - 5200 кВт.

Головна знижувальна підстанція 35/6 кВ шахти обладнується за спрощеною схемою з встановленням на тупикових вводах ліній 35 кВ відділювачів і короткозамикачів. На ГППШ встановлюються два трансформатори 35/6 кВ потужністю 10 тис. кВА.

Трансформування енергії 6/0,4-0,23 кВ на поверхні шахти передбачається в двох пунктах - на ДПП 35/6 кВ (2 трансформатори 630 кВА) і в котельні (2 трансформатори 400 кВА).

Розподільний пристрій 6 кВ обладнується тільки на ГПП 35/6 кВ.

Сумарне максимальне навантаження підземних струмоприймачів становить 3310 кВт.

Для живлення всієї підземної частини шахти в пристовбурному дворі гор.190 м споруджується центральна підземна підстанція; живлення ЦПП передбачається від поверхневої підстанції по 3 високовольтних кабелях.

На ділянках шахти застосовані пересувні підземні підстанції.

Напруга високовольтних мереж шахти 6 кВ, низьковольтних мереж в шахті 660 В.

## 1.7 Електропостачання видобувної ділянки

Трансформатори ПДПП знижують напругу до 0,69 кВ для живлення відповідних споживачів. У РПП - 0,69 кВ встановлюють освітлювальні трансформатори і пускові агрегати в яких напругу 0,69 кВ знижують до 0,133 кВ для живлення шахтних світильників і ручного електроінструменту.

Напруга на ділянці приймається:

- 660 В для живлення устаткування;
- 127 В для живлення освітлення РВЛ (20; 40)
- 42 і 60 В для сигналізації та дистанційного керування.

Все електрообладнання видобувної ділянки складається з перетворюючих пристроїв, тобто силових трансформаторів 6/0,69 кВ, пускової апаратури, що має в своєму складі апаратуру релейного захисту, кабельно-провідникової продукції, основних споживачів: асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором, електроосвітлювальних апаратів і сигнальних пристроїв, апаратури АГЗ і контролю надходження повітря АПТВ. Особливістю апаратури є наявність вибухозахищеної оболонки. На ділянці освітлюються: розподільні пункти, енергопоїзд, пересип.

Живлення діляничних підстанцій здійснюється від РПП, де встановлені високовольтні комірки КРУВ6.

## 2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ. ПРОЕКТ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛА ШАХТНОЇ ВОДИ

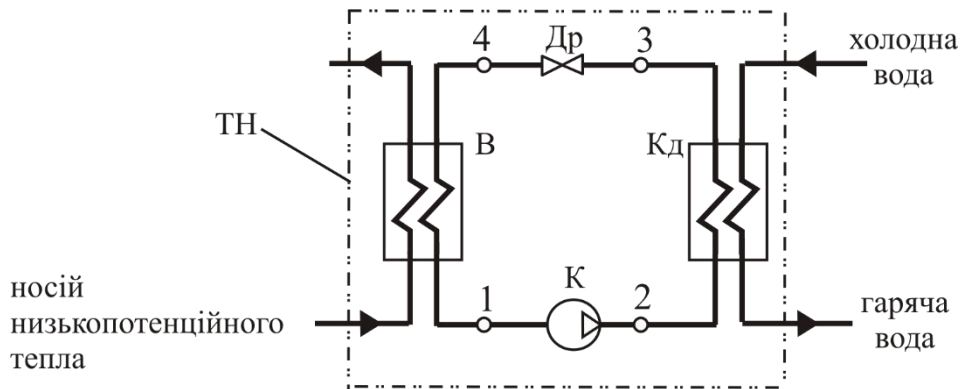
### 2.1 Постановка задачі

У даний час на гірничих підприємствах все більше уваги приділяється питанням енергозбереження, в тому числі при вирішенні проблем тепlopостачання.

Одним з найбільш ефективних сучасних напрямків економії органічного і первинного палива в системах тепlopостачання є застосування теплових насосів – машин, які дозволяють використати скидну чи природну низькотемпературну теплоту і трансформувати її у високотемпературну, придатну для систем тепlopостачання.

В даний час найбільшого поширення в світовій практиці набули парокомпресійні теплові насоси. Робоча речовина (холодоагент) в цих установках зазнає фазові перетворення і може перебувати в станах рідини, вологої насиченої та перегрітої пари.

Схема парокомпресійного теплового насоса приведена на рис. 2.1.



ТН – тепловий насос; К – компресор; В – випарник; Кд – конденсатор;

Др – дросель

Рисунок 2.1 – Схема парокомпресійного теплового насоса



Тепловий насос є тепловою машиною, що працює за зворотним термодинамічним циклом. Його основними елементами є: компресор К, конденсатор Кд, випарник В і дросель Др.

За термодинамічний цикл теплового насоса розглядаємо цикл (рис. 2.2) з перегрівом пари холодоагенту на виході випарника і переохолодженням конденсату, яке може бути здійснене як в самому конденсаторі, так і в окремому апараті.

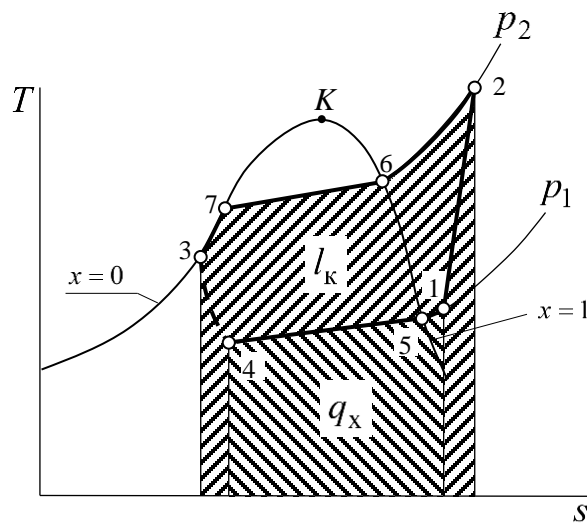


Рисунок 2.2 – Термодинамічний цикл теплового насоса

Цикл в координатах ( $T$  – температура,  $s$  – ентропія) зображений для випадку робочого тіла, киплячого при змінній температурі, на фоні ліній насиченої рідини (для якої ступінь сухості пари  $x=0$ ) і сухої насиченої пари ( $x=1$ ), що сходяться в критичній точці  $K$ , а також ізобар  $p_1 = const$  і  $p_2 = const$ , відповідних тискам всмоктування і нагнітання компресора (втратами тиску холодоагенту у випарнику і конденсаторі нехтується).

Точки 1 – 4 циклу відображують стан речовини в точках 1 – 4, показаних на схемі теплового насоса (див. рис. 2.1). Точки 5, 6 і 7 відповідають початку і кінцю фазових переходів речовини в процесах теплообміну у випарнику і

конденсаторі. Лінія 1-2 відповідає процесу стиснення робочого тіла в компресорі, 2-6-7-3 – охолодженню, конденсації його в конденсаторі і переохолодженню конденсату, 3-4 – дроселюванню і 4-1-5 – кипінню і перегріву пари у випарнику. Заштриховані площі відповідають кількості тепла, що відбирається у низькотемпературного джерела у випарнику, (питомій холодопродуктивності циклу  $q_x$ ) і питомій роботі компресора  $l_k$ . Сума цих площ відповідає питомій теплопродуктивності циклу  $q_T$ , тобто кількості тепла, що віддається високотемпературному джерелу в конденсаторі.

Основними перевагами схем тепlopостачання на базі теплонасосних установок (ТНУ) з електричним приводом є їх висока енергетична та екологічна ефективність.

Недоліками є висока вартість обладнання і потреба в джерелі дешевого низькопотенційного тепла.

На шахті «Павлоградська» таким джерелом є шахтна вода. Її приплив становить 440 ... 550 м<sup>3</sup>/год, а температура протягом року стабільна і дорівнює 16 ... 18 °С.

Застосування теплонасосної технології дозволить відмовитися від приготування гарячої води в шахтній котельній установці, заощадити відповідну кількість спалюваного вугілля, зменшити забруднення атмосфери димовими газами.

У зв'язку з цим, метою даної роботи є розробка проекту теплонасосної установки гарячого водопостачання, що використовує тепло шахтної води, для умов шахти «Павлоградська».

## 2.2 Початкові дані

Вихідними даними для проектування теплонасосної установки є:

$V_{\text{сут}} = 140 \text{ м}^3$  – добова потреба шахти в гарячій воді;

$\tau_{\text{сут}} = 14 \text{ год}$  – тривалість добового робочого циклу теплових насосів;

$t_{h1} = 6 \text{ }^\circ\text{C}$  – початкова температура чистої води, що нагрівається для системи гарячого водопостачання;

$t_{h2} = 42 \text{ }^\circ\text{C}$  – кінцева температура чистої води, що нагрівається для системи гарячого водопостачання;

$t_{x1} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$  – початкова температура носія низькопотенційного тепла;

$\Delta t_{x1} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$  – температурний напір на тепловому кінці теплообмінника ТШВ;

$\Delta t_1 = 2 \text{ }^\circ\text{C}$  – температурний напір на тепловому кінці випарника теплового насоса,  $^\circ\text{C}$ ;

$t_6 = 46 \text{ }^\circ\text{C}$  – температура точки роси холодоагенту в конденсаторі,  $^\circ\text{C}$ ;

$\Delta t_{sh} = 6 \text{ }^\circ\text{C}$  – перегрів пари у випарнику;

$\Delta t_{sc} = 30 \text{ }^\circ\text{C}$  – переохолодження конденсату холодоагенту;

$\eta_s = 0,66$  – ізоентропний ККД компресора теплового насоса.

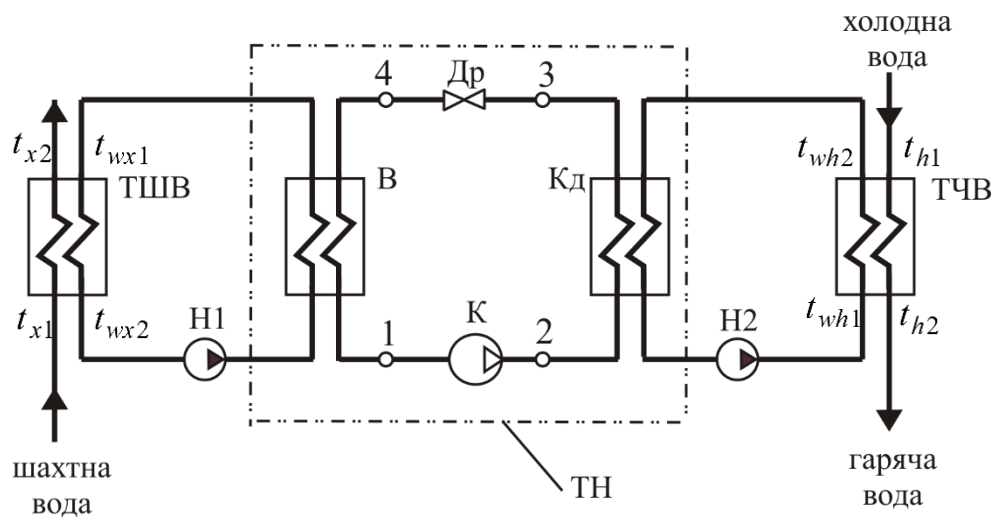
Робоче тіло теплового насоса – фреон R407C.

Основні завдання проектування полягають у:

- виборі схеми теплонасосної установки;
- розрахунку термодинамічного циклу теплового насоса;
- розрахунку теплової потужності теплонасосної установки;
- розрахунку теплообмінника шахтної води.

### 2.3 Вибір схеми теплонасосної установки

З метою захисту поверхонь теплообміну випарника і конденсатора теплового насоса від забруднень в технологічній схемі теплонасосної установки передбачаємо проміжні контури передачі тепла від шахтної води до холодоагенту і від холодоагенту до води, що нагрівається, в яких циркулює чиста вода. Схема установки з проміжними контурами і додатковими теплообмінниками приведена на рис. 2.3.



ТШВ – теплообмінник шахтної води; ТЧВ – теплообмінник чистої води;

Н1, Н2 – насоси проміжних контурів випарника і конденсатора

Рисунок 2.3 - Схема теплонасосної установки з проміжними контурами передачі тепла

Передача тепла від шахтної води до води контуру випарника здійснюється в теплообміннику шахтної води ТШВ, а від води контуру конденсатора до води, що нагрівається і надходить в систему гарячого водопостачання, - в теплообміннику чистої води (ТЧВ).

## 2.4 Розрахунок потрібної теплової потужності ТНУ

Потрібна теплова потужність ТНУ, кВт, визначається, виходячи з необхідності нагріву добової кількості гарячої води, що витрачається, протягом заданого добового циклу роботи установки

$$Q_{\text{тну}} = \frac{V_{\text{доб}}}{3600\tau_{\text{сут}}} \rho_w c_w (t_{h2} - t_{h1}) = \frac{140}{3600 \cdot 14} 1000 \cdot 4,19 (42 - 6) = 419 \text{ кВт},$$

(2.1)

де  $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$  і  $c_w = 4,19 \text{ кДж/(кг} \cdot ^\circ\text{С)}$  – густина і теплоємність води, що нагрівається.

## 2.5 Розрахунок термодинамічного циклу теплового насоса

Розрахунок здійснюємо за допомогою  $i, p$  – діаграми стану холодоагенту R407C.

Відповідно до заданих температурних напорів на теплих кінцях теплообмінника шахтної води і випарника теплового насоса температура фреону на виході з випарника (в точці 1 термодинамічного циклу)

$$t_1 = t_{x1} - \Delta t_{x1} - \Delta t_1 = 15,0 - 4,0 - 2,0 = 9,0^\circ\text{С}.$$

(2.2)

Температура сухої насиченої пари у випарнику (в точці 5 циклу)

$$t_5 = t_1 - \Delta t_{sh} = 9,0 - 6,0 = 3,0^\circ\text{С}.$$

(2.3)

За знайденою температурою  $t_5 = 3^\circ\text{C}$  і заданою температурою точки роси в конденсаторі  $t_6 = 46^\circ\text{C}$  знаходимо відповідні значення тиску у випарнику і конденсаторі  $p_{\text{кип}} = p_5 = 0,511 \text{ МПа}$  і  $p_{\text{конд}} = p_6 = 1,799 \text{ МПа}$ .

Тиск в точці 1 циклу (на вході в компресор)

$$p_1 = p_{\text{кип}} = 0,511 \text{ МПа.} \quad (2.4)$$

На перетині ізобари  $p_1 = 0,511 \text{ МПа}$  з ізотермою  $t_1 = 9^\circ\text{C}$  знаходимо точку 1, в якій ентальпія  $i_1 = 417,6 \text{ кДж/кг}$ ; ентропія  $s_1 = 1,894 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$ , питомий об'єм  $v_1 = 0,0474 \text{ м}^3/\text{кг}$ .

Процес стиснення пари фреону в компресорі є адіабатним, тобто відбувається без теплообміну з навколишнім середовищем. Але при цьому мають місце втрати енергії на тертя. Реальний адіабатний процес (з втратами енергії на тертя) при розрахунках замінюється політропним процесом без тертя, але з підведенням зовнішнього тепла, еквівалентного за величиною теплоті тертя. Розрахунок параметрів стану пари в кінці цього процесу (точці 2) проводиться на основі розрахунку ізоентропного процесу стиснення до тиску в конденсаторі.

В кінці ізоентропного процесу стиснення – в точці, що знаходиться на перетині ізобари  $p_{2s} = p_{\text{конд}} = 1,799 \text{ МПа}$  з ізоентропою  $s_{2s} = s_1 = 1,894 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$ , – ентальпія  $i_{2s} = 449,2 \text{ кДж/кг}$ .

Перепад ентальпій в ізоентропному процесі стиснення

$$\Delta i_s = i_{2s} - i_1 = 449,2 - 417,6 = 31,6 \text{ кДж/кг.} \quad (2.5)$$

Перепад ентальпій в реальному адіабатному процесі стиснення пари фреону в компресорі

$$\Delta i_{1-2} = \frac{\Delta i_s}{\eta_s} = \frac{31,6}{0,66} = 47,9 \text{ кДж/кг.} \quad (2.6)$$

Ентальпія в кінці реального адіабатного процесу стиснення 1–2

$$i_2 = i_1 + \Delta i_{1-2} = 417,6 + 47,9 = 465,5 \text{ кДж/кг.} \quad (2.7)$$

Точку 2 знаходимо на перетині ізоентальпи  $i_2 = 465,5 \text{ кДж/кг}$  з ізобарою  $p_2 = p_{\text{конд}} = 1,799 \text{ МПа}$ . В цій точці ентропія  $s_2 = 1,941 \text{ кДж/(кг·К)}$ , температура  $t_2 = 78,04^\circ\text{C}$ .

На виході з конденсатора холодоагент знаходиться в рідкому стані. Точка 3 циклу, що відповідає цьому стану, знаходиться на перетині ізобари  $p_3 = p_{\text{конд}} = 1,799 \text{ МПа}$  з ізотермою  $t_3$ . Для визначення температури  $t_3$  спочатку знайдемо температуру  $t_7$  в точці 7 циклу, яка знаходиться на перетині ізобари  $p_7 = p_{\text{конд}} = 1,799 \text{ МПа}$  з лінією насиченої рідини (ступінь сухості пари  $x = 0$ ). В цій точці  $t_7 = 41,15^\circ\text{C}$ . Тоді

$$t_3 = t_7 - \Delta t_{sc} = 41,15 - 30 = 11,15 \text{ }^\circ\text{C.} \quad (2.8)$$

В точці 3 ентальпія  $i_3 = 216,9 \text{ кДж/кг}$ .

Після дроселювання, на вході у випарник, холодоагент знаходиться в стані вологої пари. При дроселюванні ентальпія не змінюється, тому в точці 4 ентальпія

$$i_4 = i_3 = 216,9 \text{ кДж/кг.} \quad (2.9)$$

Тиск в точці 4

$$p_4 = p_1 = 0,511 \text{ МПа.} \quad (2.10)$$

В знайдених точках визначаємо решту параметрів, яких бракує: температуру, питомий об'єм, ентальпію, ентропію, ступінь сухості пари холодоагенту. Результати розрахунку зводимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку термодинамічного циклу

Точка	Температура $T$ , °C	Тиск $p$ , МПа	Питомий об'єм $v$ , м <sup>3</sup> /кг	Ентальпія $i$ , кДж/кг	Ентропія $s$ , кДж/(кг·K)	Ступінь сухості $x$
1	9,00	0,511	0,047460	417,6	1,894	-
2	78,04	1,799	0,015537	465,5	1,941	-
3	11,15	1,799	0,000833	216,9	1,155	-
4	-2,66	0,511	0,005121	216,9	1,160	0,091
5	3,00	0,511	0,045875	411,8	1,873	1,000
6	46,00	1,799	0,012325	426,4	1,825	1,000
7	41,15	1,799	0,000942	263,1	1,309	0,000
2s	63,90	1,799	0,014258	449,2	1,894	-

Побудований на фоні діаграми стану фреону R407C термодинамічний цикл теплового насоса приведений на рис.2.4



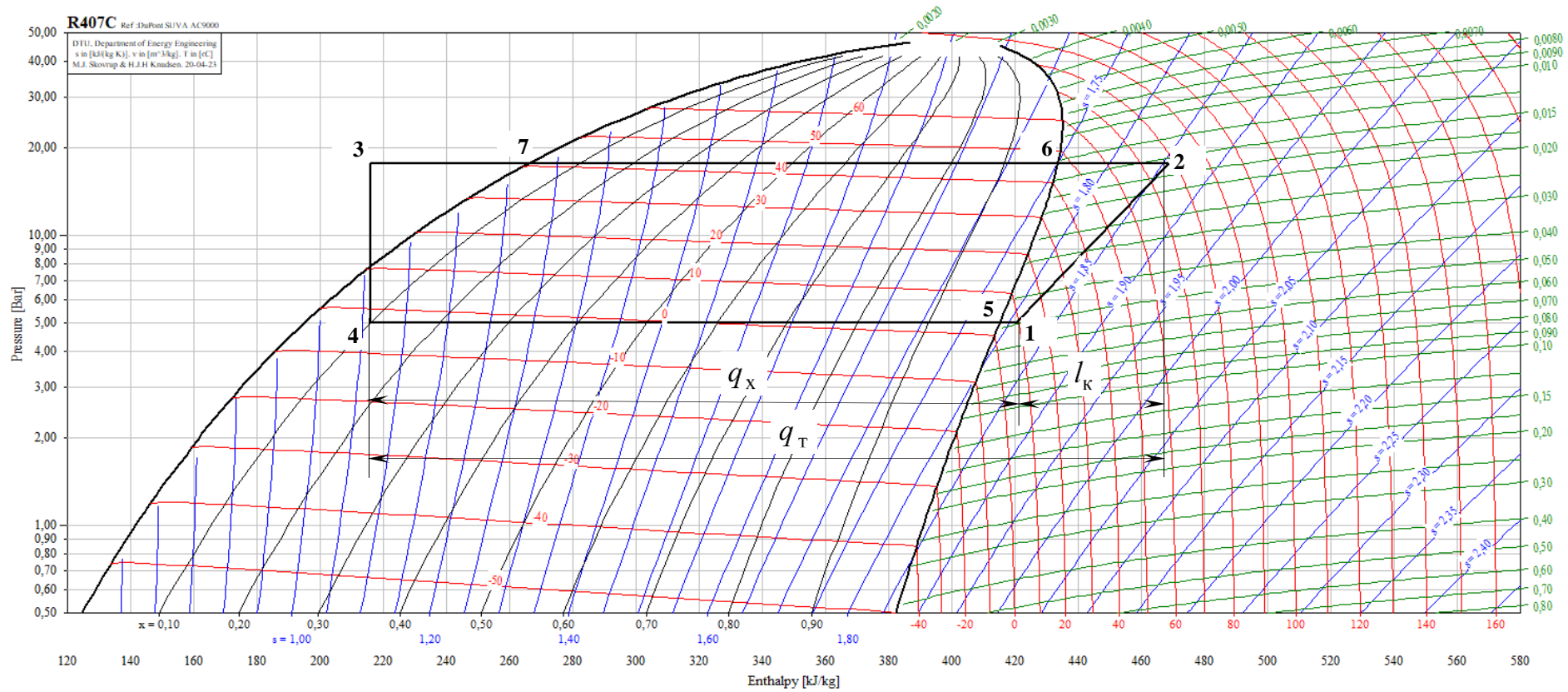


Рисунок 2.4 – Термодинамічний цикл теплового насоса

Питома холодопродуктивність циклу

$$q_x = i_1 - i_4 = 417,6 - 216,9 = 200,7 \text{ кДж/кг.} \quad (2.11)$$

Питома теплопродуктивність циклу

$$q_T = i_2 - i_3 = 465,5 - 216,9 = 248,6 \text{ кДж/кг.} \quad (2.12)$$

Питома робота компресора

$$l_k = i_2 - i_1 = 465,5 - 417,6 = 47,9 \text{ кДж/кг.} \quad (2.13)$$

Коефіцієнт трансформації тепла теплового насоса

$$k_{\text{ТН}} = \frac{q_T}{l_k} = \frac{248,6}{47,9} = 5,18 \quad (2.14)$$

Витрата холодоагенту

$$m = \frac{Q_T}{q_T} = \frac{419}{248,6} = 1,68 \text{ кг/с.} \quad (2.15)$$

Об'ємна подача компресора при умовах всмоктування

$$\dot{V}_1 = m v_1 = 0,0474 \cdot 1,68 = 0,079 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (2.16)$$

де  $v_1$  – питомий об'єм фреону при умовах на вході в компресор,  $\text{м}^3/\text{кг}$ .

Холодопродуктивність

$$Q_x = mq_x = 1,68 \cdot 200,7 = 336 \text{ кВт.} \quad (1.17)$$

Потужність компресора

$$N_k = ml_k = 1,68 \cdot 47,9 = 80,4 \text{ кВт.} \quad (2.18)$$

Для реалізації потрібної теплової потужності ТНУ  $Q_T = 419 \text{ кВт}$  приймаємо два теплонасосних модуля, організованих за схемою (див. рис.2.3). Теплова потужність кожного модуля складе  $Q_T = 210 \text{ кВт}$ .

Відповідно, потужність компресора теплового насоса і його холодопродуктивність складуть  $N_k = 40 \text{ кВт}$   $Q_x = 170 \text{ кВт}$

Витрата води, що нагрівається для системи ГВП одним тепловим насосом,

$$V_h = \frac{Q_T}{\rho_w c_w (t_{h2} - t_{h1})} = \frac{210}{1000 \cdot 4,19 \cdot (42 - 6)} = 0,001392 \text{ м}^3/\text{с} = 5,01 \text{ м}^3/\text{год.} \quad (2.19)$$

## 2.6 Розрахунок теплообмінника шахтної води

Початкові дані:

- теплова потужність  $Q_x = 170 \text{ кВт}$ .
- початкова температура шахтної води  $t_{x1} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ .
- температурний напір на теплому кінці теплообмінника  $\Delta t_{x1} = 4 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Приймаємо кожухотрубний теплообмінний апарат з внутрішнім діаметром кожуха  $D_b = 520 \text{ мм}$  на основі гексагональної трубної решітки з числом трубок в діаметральній діагоналі  $n_{\text{діам}} = 19$ , загальним числом трубок

$n_{\text{тр}} = 301$ , зовнішнім діаметром і товщиною стінок трубок відповідно  $d_3 = 0,020$  м і  $\delta_{\text{тр}} = 0,002$  м.

Приймаємо також:

- витрата шахтної води  $V_x = 60 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,016 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- витрата води в проміжному контурі  $V_w = 45 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- число ходів теплообмінника по шахтній воді  $n_{xx} = 6$ ;
- відстань між перегородками міжтрубного простору  $l = 0,045$  м.

Розраховуємо геометричні характеристики апарату:

внутрішній діаметр трубок

$$d_b = d_3 - 2\delta_{\text{тр}} = 0,02 - 2 \cdot 0,002 = 0,016 \text{ м}; \quad (2.20)$$

площа перерізу трубного простору для проходу шахтної води

$$S_x = \pi \frac{d_b^2 n_{\text{тр}}}{4 n_{xx}} = 3,14 \cdot \frac{0,016^2 \cdot 301}{4 \cdot 6} = 0,010 \text{ м}^2. \quad (2.21)$$

площа перерізу міжтрубного простору для проходу холодоносія

$$S_w = (D_b - n_{\text{діам}} d_3) l = (0,52 - 19 \cdot 0,02) \cdot 0,045 = 0,006 \text{ м}^2. \quad (2.22)$$

Кінцева температура шахтної води

$$t_{x2} = t_{x1} - \frac{Q_x}{\rho_x V_x c_x} = 15,0 - \frac{170000}{1000 \cdot 0,016 \cdot 4189} = 12,4 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.23)$$

де  $\rho_x = 1000 \text{ кг/м}^3$  – густина шахтної води;  $c_x = 4189,0 \text{ Дж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$  – теплоємність шахтної води.

Кінцева температура води проміжного контуру

$$t_{w2} = t_{x1} - \Delta t_{x1} = 15 - 4 = 11 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.24)$$

Початкова температура води проміжного контуру

$$t_{w1} = t_{w2} - \frac{Q_x}{\rho_w V_w c_w} = 11,0 - \frac{170000}{1000 \cdot 0,012 \cdot 4189} = 7,6 \text{ } ^\circ\text{C}, \quad (2.25)$$

де  $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$  – густина води проміжного контуру;

$c_w = 4189,0 \text{ Дж/(кг} \cdot ^\circ\text{C)}$  – теплоємність води проміжного контуру.

Середньологарифмічний температурний напір

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{t_{x1} - t_{w2} - t_{x2} + t_{w1}}{\ln\left(\frac{t_{x1} - t_{w2}}{t_{x2} - t_{w1}}\right)} = \frac{15,0 - 11,0 - 12,4 + 7,6}{\ln\left(\frac{15,0 - 11,0}{12,4 - 7,6}\right)} = 4,38 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.26)$$

Середня температура шахтної води в апараті

$$t_x = \frac{t_{x1} + t_{x2}}{2} = \frac{15,0 + 12,4}{2} = 13,7 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.27)$$

Середня температура води проміжного контуру в апараті

$$t_w = \frac{t_{w1} + t_{w2}}{2} = \frac{7,6 + 11,0}{2} = 9,8 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.28)$$

### Середня температура стінок теплообмінних трубок

$$t_{cp} = \frac{t_x + t_w}{2} = \frac{13,7 + 9,8}{2} = 11,75^\circ\text{C}. \quad (2.29)$$

По таблицях знаходимо фізичні властивості води при середній температурі шахтної води в апараті  $t_x = 13,7^\circ\text{C}$ :

кінематична в'язкість  $\nu_x = 1,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

теплопровідність  $\lambda_x = 0,585 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;

число Прандтля  $\text{Pr}_x = 8,60$ ;

при середній температурі стінок трубок  $t_{ct} = 11,75^\circ\text{C}$   $\text{Pr}_{xct} = 9,08$ ;

при середній температурі води проміжного контуру  $t_w = 9,8^\circ\text{C}$ :

кінематична в'язкість  $\nu_w = 1,47 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ ;

теплопровідність  $\lambda_w = 0,568 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$ ;

число Прандтля  $\text{Pr}_w = 9,57$ ;

при середній температурі стінок трубок  $t_{ct} = 11,75^\circ\text{C}$  число Прандтля  $\text{Pr}_{wct} = 9,08$ .

### Швидкість шахтної води в трубках теплообмінника

$$w_x = \frac{V_x}{S_x} = \frac{0,016}{0,010} = 1,6 \text{ м/с}. \quad (2.30)$$

### Число Рейнольдса для шахтної води в трубках

$$\text{Re}_x = \frac{w_x d_B}{\nu_x} = \frac{1,6 \cdot 0,016}{1,25 \cdot 10^{-6}} = 20480. \quad (2.31)$$

Оскільки  $Re_x > 10000$ , тобто режим руху – розвинений турбулентний, то число Нуссельта розраховуємо за формулою

$$\begin{aligned} Nu_x &= 0,023 Re_x^{0,8} Pr_x^{0,43} \left( \frac{Pr_x}{Pr_{x\text{ст}}} \right)^{0,25} = \\ &= 0,023 \cdot 20480^{0,8} \cdot 8,60^{0,43} \cdot \left( \frac{8,60}{9,08} \right)^{0,25} = 163 \end{aligned} \quad (2.32)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від шахтної води до стінок трубок

$$\alpha_x = \frac{Nu_x \lambda_x}{d_B} = \frac{163 \cdot 0,585}{0,016} = 5959 \text{ Вт/(м}^2 \cdot ^\circ\text{C)}. \quad (2.33)$$

Швидкість води в міжтрубному просторі теплообмінника

$$w_w = \frac{V_w}{S_w} = \frac{0,012}{0,006} = 2,0 \text{ м/с}. \quad (2.34)$$

Число Рейнольдса для руху води в міжтрубному просторі

$$Re_w = \frac{w_w d_3}{\nu_w} = \frac{2,0 \cdot 0,02}{1,47 \cdot 10^{-6}} = 27210. \quad (2.35)$$

Число Нуссельта для тепловіддачі від стінок трубок до води в міжтрубному просторі розраховуємо за формулою

$$\begin{aligned} Nu_w &= 0,24 Re_w^{0,6} Pr_w^{0,36} \left( \frac{Pr_w}{Pr_{w\text{ст}}} \right)^{0,25} = \\ &= 0,24 \cdot 27210^{0,6} \cdot 9,57^{0,36} \cdot \left( \frac{9,57}{9,08} \right)^{0,25} = 251. \end{aligned} \quad (2.36)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок до води в міжтрубному просторі

$$\alpha_w = \frac{\text{Nu}_w \lambda_w}{d_3} = \frac{251 \cdot 0,568}{0,02} = 7128 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}. \quad (2.37)$$

Коефіцієнт теплопередачі апарату, віднесений до поверхні теплообміну апарату по зовнішньому діаметру трубок

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w} + \frac{d_3}{2\lambda_{\text{ст}}} \ln \frac{d_3}{d_B} + R_{\text{забр}} + \frac{1}{\alpha_x} \frac{d_3}{d_B}} =$$

$$= \frac{1}{\frac{1}{7128} + \frac{0,02}{2 \cdot 418} \ln \frac{0,02}{0,016} + 0,0002 + \frac{1}{5959} \cdot \frac{0,02}{0,016}} = 1800 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{°C)}, \quad (2.38)$$

де  $\lambda_{\text{ст}} = 418 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу (мідь) стінок трубок;  $R_{\text{забр}} = 0,0002 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$  – термічний опір забруднень.

Площа поверхні теплообміну апарату по зовнішньому діаметру трубок

$$F = \frac{Q_x}{k \Delta t_{\text{cp}}} = \frac{17000}{1820 \cdot 4,79} = 21,3 \text{ м}^2. \quad (2.39)$$

Довжина теплообмінних трубок

$$L = \frac{F}{\pi d_3 n_{\text{тр}}} = \frac{21,3}{3,14 \cdot 0,02 \cdot 301} = 1,1 \text{ м}. \quad (2.40)$$

Втрати тиску в теплообміннику по шахтній воді, що протікає в трубному просторі,



$$\Delta p_x = \zeta_x n_{xx} \frac{L}{d_B} \rho_x \frac{w_x^2}{2} = 0,025 \cdot 6 \cdot \frac{1,1}{0,016} \cdot 1000 \cdot \frac{1,6^2}{2} = 13200 \text{ Па}, \quad (2.41)$$

де  $\zeta_x$  – коефіцієнт втрат енергії за довжиною трубки (коефіцієнт Дарсі), визначуваний за формулою

$$\zeta_x = \frac{1}{(1,82 \lg \text{Re}_x - 1,64)^2} = \frac{1}{[1,82 \cdot \lg(20480) - 1,64]^2} = 0,025. \quad (2.42)$$

Число ходів теплообмінника по воді, що протікає в міжтрубному просторі,

$$n_{xw} = \frac{L}{l} = \frac{1,1}{0,045} = 24,4. \quad (2.43)$$

Втрати тиску в теплообміннику по воді, що протікає в міжтрубному просторі,

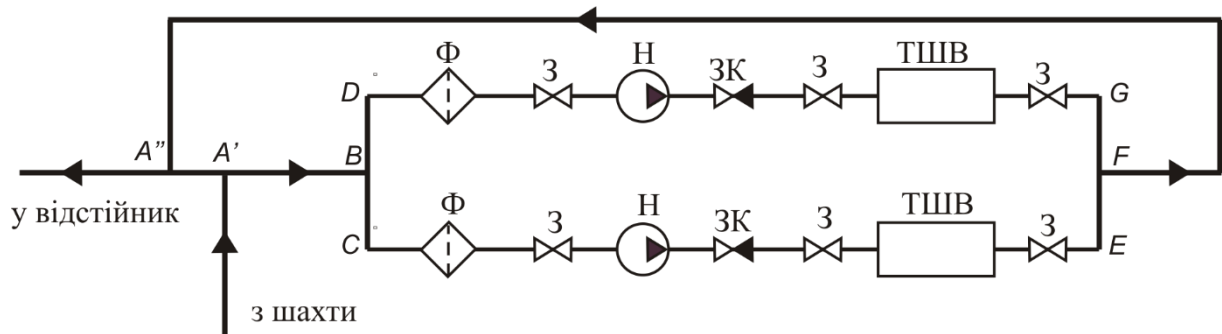
$$\Delta p_w = \zeta_w n_{xw} \frac{D}{d_e} \rho_w \frac{w_w^2}{2} = 0,06 \cdot 24,4 \cdot \frac{0,52}{0,02294} \cdot 1000 \cdot \frac{2,0^2}{2} = 66371 \text{ Па}, \quad (2.44)$$

де  $\zeta_w = 0,06$  – коефіцієнт опору одного ходу;  $d_e$  – еквівалентний діаметр, м, визначуваний за формулою

$$d_e = \frac{D_B^2 - n_{\text{тр}} d_3^2}{D_B + n_{\text{тр}} d_3} = \frac{0,52^2 - 301 \cdot 0,02^2}{0,52 + 301 \cdot 0,02} = 0,02294 \text{ м}. \quad (2.45)$$

## 2.7 Вибір насосів шахтної води

Схема трубопроводу подачі шахтної води на теплообмінник та її відводу показана на рис. 2.5.



Ф – фільтр; З – засувка; Н – насос; ОК – зворотний клапан;

ТШВ – теплообмінник шахтної води

Рисунок 2.5 – Схема контуру шахтної води

Відбір шахтної води з водовідливного поставу здійснюється в точці  $A'$ , а повернення – в точку  $A''$ . Відстань між цими точками незначна (1 ... 2 м), тому можна прийняти, що тиск води в цих точках однаковий, тобто  $p_{A''} = p_{A'} = p_A$ , а напір насосів витрачається тільки на подолання гідравлічного опору контурів  $A' - B - C - F - A''$ , чи  $A' - B - D - F - A''$ . Оскільки ці контури однакові, для вибору насосів достатньо визначити втрати напору в одному з них, наприклад в контурі  $A' - B - C - F - A''$ .

В цьому контурі втрати напору

$$\begin{aligned} \sum h_b = & h_{l A-B} + h_{l B-C-E-F} + h_{l F-A} + \\ & + h_{\text{вх}} + h_{\text{вих}} + h_{\text{зв}} + h_{\text{розш}} + h_{\text{ф}} + h_{\text{кл}} + n_3 h_3 + n_{90} h_{90} + h_{\text{ТШВ}}, \end{aligned} \quad (2.46)$$

де  $h_{l A-B}$ ,  $h_{l B-C-E-F}$  та  $h_{l F-A}$  – втрати напору за довжиною на ділянках  $A' - B$ ,  $B - C - F$  та  $F - A''$  трубопроводу, м;

$h_{\text{вх}}, h_{\text{вих}}, h_{\text{зв}}, h_{\text{розш}}, h_{\text{ф}}, h_{\text{кл}}, h_{\text{з}}, h_{90}$  – втрати напору на місцевих опорах: вході в контур, виході з нього, раптовому звуженні при вході в ділянку  $B - C - E - F$ , раптовому розширенні при виході з неї, фільтрі, зворотному клапані, засувці та відводі під  $90^\circ$ , м;

$n_3$  – число засувок;

$n_{90}$  – число відводів під  $90^\circ$ ;

$h_{\text{тшв}}$  – втрати напору на теплообміннику шахтної води, м, що визначаються за формулою

$$h_{\text{тшв}} = \frac{\Delta p_x}{\rho_x g} = \frac{13200}{1000 \cdot 9,81} = 1,3 \text{ м.} \quad (2.47)$$

Довжина ділянок трубопроводу:  $L_{A-B} = 70 \text{ м}$ ,  $L_{B-F} = 5,0 \text{ м}$ ,  $L_{F-A} = 75 \text{ м}$ .

Витрата шахтної води на цих ділянках:  $V_{B-F} = V_x = 60 \text{ м}^3/\text{год} = 0,0167 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $V_{A-B} = V_{F-A} = 2V_x = 120 \text{ м}^3/\text{год} = 0,0333 \text{ м}^3/\text{с}$ .

Внутрішній діаметр трубопроводу на ділянках приймаємо рівними: на ділянках  $A' - B$  і  $F - A''$   $d_{A-B} = d_{F-A} = 200 \text{ мм}$ , на ділянці  $B - C - F$   $d_{B-F} = 80 \text{ мм}$ .

Розраховуємо ділянку  $B - C - F$ .

Швидкість води і число Рейнольдса на цій ділянці

$$w = \frac{4V_x}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0167}{3,14 \cdot 0,08^2} = 3,31 \text{ м/с.} \quad (2.48)$$

$$\text{Re} = \frac{wd}{\nu_x} = \frac{3,31 \cdot 0,08}{1,25 \cdot 10^{-6}} = 21207. \quad (2.49)$$

Так як  $\text{Re} > 100000$ , то режим течії знаходиться у зоні дії закону квадратичного опору.

Еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні сталевих труб приймаємо рівною  $\Delta_e = 0,6$  мм и розраховуємо коефіцієнт Дарсі за формулою Альтшуля

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta_e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \left( \frac{68}{21207} + \frac{0,0006}{0,08} \right)^{0,25} = 0,0327. \quad (2.50)$$

Втрати напору за довжиною на даній ділянці

$$h_l = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,0327 \cdot \frac{5}{0,08} \cdot \frac{3,31^2}{2 \cdot 9,81} = 1,147 \text{ м.} \quad (2.51)$$

Аналогічно розраховуємо втрати напору за довжиною на ділянках  $A' - B$  і  $F - A''$ , і результати розрахунку зводимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку втрат напору за довжиною трубопроводу на ділянках

Ділянка	Довжина $L$ , м	Діаметр $d$ , м	Витрата, $w$ , м <sup>3</sup> /год	Швидкість $w$ , м/с	Число Re	Коефіцієнт Дарсі	Втрати напору $h_l$ , м
$A' - B$	70	0,2	120	1,061	169765	0,02656	0,534
$B - C - F$	5	0,08	60	3,316	212207	0,03271	1,147
$F - A''$	75	0,2	120	1,061	169765	0,02656	0,572

Втрати напору на місцевих опорах  $h_m$  пропорційні швидкісному напору и розраховуються за формулою Вейсбаха

$$h_m = \xi_m \frac{w^2}{2g}, \quad (2.52)$$

де  $\xi_m$  – коефіцієнт місцевого опору.

Для розглядуваного контуру число засувки  $n_z = 3$ , число відводів під  $90^\circ$   $n_{90} = 9$ .

За даними [4,5] значення коефіцієнтів місцевих опорів прийняті рівними:

на вході в контур (врізка трубопроводу  $A' - B$  в трубопровід водовідливного поставу більшого діаметру)  $\xi_{вх} = 0,9$ ;

на виході з контуру (врізка трубопроводу  $F - A''$  в трубопровід водовідливного поставу більшого діаметру)  $\xi_{вих} = 0,5$ ;

раптового звуження потоку на вході в ділянку  $B - C - F$   $\xi_{звуж} = 0,9$ ;

раптового розширення потоку при виході з ділянки  $B - C - F$   $\xi_{розш} = 0,5$ ;

зворотного клапана  $\xi_{кл} = 1,5$ ;

фільтра  $\xi_{ф} = 3,0$ ;

відкритої засувки  $\xi_z = 0,15$ ;

плавного повороту на  $90^\circ$  радіусом  $R_0 = d$   $\xi_{90} = 0,29$ .

Результати розрахунку втрат напору на місцевих опорах наводимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку втрат напору на місцевих опорах

Вид опору	Місцеві опори			Діаметр трубопроводу $d$ , м	Витрата $V$ , м <sup>3</sup> /год	Швидкість $w$ , м/с	Втрати напору $h_m$ , м
	Коефіцієнт $\xi_m$	Число опорів $n_m$	Загальний коефіцієнт $n_m \xi_m$				
вход	0,90	0,200	120,0	1,061	1	0,90	0,052
выход	0,50	0,200	120,0	1,061	1	0,50	0,029
сужение	0,90	0,080	60,0	3,316	1	0,90	0,505
расширение	0,50	0,080	60,0	3,316	1	0,50	0,280
клапан	1,50	0,080	60,0	3,316	1	1,50	0,841
фильтр	3,00	0,080	60,0	3,316	1	3,00	1,683
задвижка	0,15	0,080	60,0	3,316	3	0,45	0,252
поворот	0,29	0,080	60,0	3,316	9	2,61	1,464
ТШВ							1,347

Загальні втрати напору в контурі відповідно до формули (2.46) складуть

$$\begin{aligned} \sum h_b = & 0,533 + 1,148 + 0,571 + 0,052 + 0,029 + 0,505 + 0,280 + 0,841 + 1,683 \\ & + 0,252 + 1,464 + 1,347 = 8,706 \text{ м.} \end{aligned} \quad (2.53)$$

Параметр, що визначає опір контуру,

$$R = \frac{\sum h_b}{V_x^2} = \frac{8,706}{0,0167^2} = 31342 \text{ с}^2/\text{м}^5. \quad (2.54)$$

Робоча точка насоса визначається точкою перетину його напірної характеристики з напірною характеристикою зовнішньої мережі.

В даному випадку для насоса, встановленого в контурі  $A' - B - C - E - F - A''$ , зовнішньою мережею є трубопровід контуру з місцевими опорами, що знаходяться на ньому. Характеристика зовнішньої мережі контуру описується рівнянням

$$\sum h_b = R V_x^2. \quad (2.55)$$

Задаючись різними значеннями витрати шахтної води  $V_x$ , відповідно до формули (2.10) знаходимо значення втрат напору в контурі і будуємо характеристику контуру шахтної води (зовнішньої мережі насоса шахтної води) – лінія 1 на рис. 2.6.

Для забезпечення необхідної витрати води в контурі вибираємо насос СД 50/10. Напірна характеристика насоса при частоті обертання 1450 об/хв приведена на рис. 1.7 (лінія 2). На рисунку показана також характеристика ККД насоса – лінія 3.

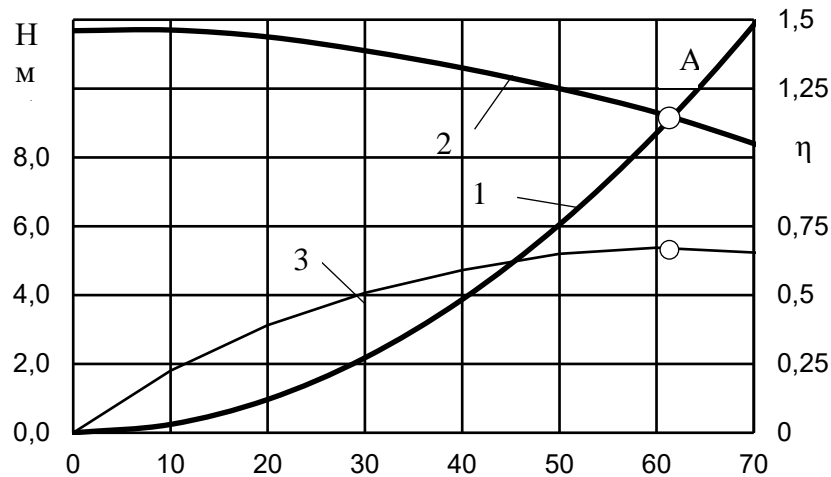


Рисунок 2.6 – Характеристики насоса и контура шахтної води

В робочій точці (точці  $A$ ) подача насоса буде дорівнювати  $V_A = 61,3 \text{ м}^3/\text{год}$ , а напір  $H_A = 9,15 \text{ м}$ , що забезпечить необхідний гідравлічний режим контуру. ККД насоса в цьому режимі  $\eta_A = 0,665$ .

Насос СД 50/10 – стічно-динамічний. Призначений для перекачування побутових і промислових забруднених рідин з водневим показником рН від 6 до 8,5, густиною до  $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ , кінематичною в'язкістю не більше  $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , температурою від 0 до плюс  $90^\circ\text{C}$ , з вмістом абразивних зважених частинок не більше 1% за об'ємом, розміром до 5 мм та мікротвердістю до 9000 МПа.

Потужність, споживана електродвигуном насоса в робочому режимі,

$$N_{\text{нел}} = \frac{\rho_x g V_A H_A}{\eta_A \eta_{\text{нмех}} \eta_{\text{ед}}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 61,3 \cdot 9,15}{3600 \cdot 0,665 \cdot 0,97 \cdot 0,94} = 2,5 \text{ кВт.} \quad (2.56)$$

де  $\eta_A$ ,  $\eta_{\text{нмех}}$  і  $\eta_{\text{ед}}$  – гідравлічний ККД насоса в робочому режимі, механічний ККД насоса і ККД його приводного електродвигуна, що дорівнюють відповідно 0,665, 0,97 і 0,94.

### **3 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОПОНОВАНОГО ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ**

Економічний ефект від застосування пропонованого технічного рішення зумовлений тим, що для нагріву води, яка подається в систему гарячого водопостачання шахти, використовується непридатне тепло шахтної води. Трансформація потенціалу тепла, що відбирається від шахтної води, здійснюється за допомогою теплонасосної установки, робота якої пов'язана зі споживанням електричної енергії, яка також трансформується в теплоту, яка надається воді, що нагрівається. У порівнянні з існуючою технологією підготовки води для системи гарячого водопостачання за допомогою котельної установки теплонасосна технологія, яка використовує дармове тепло шахтної води, відрізняється меншими енергетичними затратами, високим рівнем автоматизації процесу, відсутністю необхідності в постійній присутності обслуговуючого персоналу, екологічною чистотою. Це обумовлює менші експлуатаційні витрати і відповідну економію коштів.

Для спорудження установки потрібні капітальні витрати.

Ефект від застосування теплонасосної технології (пропонований варіант) будемо визначати на основі порівняння її економічних показників з показниками базового варіанту – існуючою системою підготовки води для системи гарячого водопостачання шахти в котельній установці.

#### **3.1 Економічні показники теплонасосної технології**

##### **3.1.1 Капітальні витрати**

Розрахунок капітальних витрат по теплонасосної установки наводимо в табл. 3.1.



При розрахунках транспортні витрати прийняті рівними 5,5%, а будівельно-монтажних робіт - 35% від вартості основного обладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат по теплонасосній установці

Найменування обладнання	Одиниці виміру	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Загальна вартість, тис. грн
Теплові насоси 220 кВт	шт.	2	900,0	1800,00
Теплообмінник шахтної води	шт.	2	290,0	580,00
Теплообмінник чистої води	шт.	2	75,0	150,00
Баки-акумулятори 20 м <sup>3</sup>	шт.	4	60,0	240,00
Насоси	шт.	8	30,0	240,00
Засувка Ду 300 з електроприводом	шт.	1	25,0	25,00
Засувка Ду 100 с електроприводом	шт.	2	11,0	22,00
Електрообладнання, КВП	комплект	1	600,0	600,00
Водонагрівач електричний	шт.	2	18,0	36,00
<b>Вартість обладнання, всього</b>				<b>3693,00</b>
Транспортні витрати				203,12
Будівельно-монтажні роботи				1292,55
Проектні роботи				1200,00
Пусконаладжувальні роботи				500,00
<b>Всього по установці</b>				<b>6888,67</b>
Зовнішні комунікації (матеріали і монтаж)				455,40
<b>Капітальні витрати</b>				<b>7344,07</b>

Амортизаційні відрахування розраховуємо за методом зменшення залишкової вартості, за яким річна сума амортизації визначається як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітнього року або первісної вартості на дату початку нарахування амортизації та річної норми амортизації.

Річна норма амортизації обчислюється як різниця між одиницею та результатом кореня ступеня кількості років корисного використання об'єкта з результату від ділення ліквідаційної вартості об'єкта на його первісну вартість, тобто

$$n_a = 1 - \sqrt[15]{\frac{L}{K}} = 1 - \sqrt[15]{0,035} = 0,2. \quad (3.1)$$

де  $L$  і  $K$  - ліквідаційна і первісна вартість об'єкта.

Для основних засобів та інших необоротних активів Податковим кодексом України встановлено мінімально допустимі строки корисного використання, в тому числі для будівель 20, споруд - 15, машин і устаткування - 5 років. Приймаємо мінімальний термін служби теплонасосної установки  $T = 15$  років, а ліквідаційну вартість - 3,5% від початкової.

### 3.1.2 Експлуатаційні витрати

У разі теплонасосної технології експлуатаційні витрати будуть визначатися вартістю спожитої електричної енергії.

Кількість електроенергії, що споживається установкою за добовий цикл (18 годин) в холодну пору року, обумовлено електроенергією, споживаною кожним тепловим насосом (по 48,1 кВт) та насосами подачі шахтної, гарячої води, насосами проміжних контурів циркуляції, загалом 5,8 кВт. Всього кількість спожитої електроенергії за 14-и годинний добовий цикл

$$W_{\text{доб}} = (2 \cdot 48,1 + 5,8) \cdot 14 = 1428 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{доб}. \quad (3.2)$$

Кількість електроенергії, яка споживається установкою за рік, розраховуємо за умови, що протягом шести холодних місяців установка працює з повним навантаженням, а протягом шести теплих місяців - з навантаженням 50%:

$$W_{\text{рік}} = 180 \cdot 1428 + 180 \cdot 1428 \cdot 0,5 = 385560 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік} \quad (3.3)$$

Вартість спожитої електроенергії при тарифі  $c_{\text{ел}} = 1,6$  грн/кВт·год складе

$$C_{\text{ел}}^{\text{ТН}} = 617,0 \text{ тис. грн. на рік.}$$

Експлуатаційні витрати по теплонасосній установці складуть

$$C^{\text{ТН}} = C_{\text{эл}}^{\text{ТН}} = 617,0 \text{ тис. грн/рік.} \quad (3.4)$$

### 3.2 Економічні показники існуючої технології

В даний час вода для системи ГВП шахти нагрівається у вугільній котельній установці. Устаткування цієї установки в значній мірі зношене і потребує модернізації. Зокрема, необхідно придбати і встановити фільтри для очищення димових газів.

Капітальні, пов'язані з модернізацією існуючої вугільної котельної установки, складають орієнтовно  $K_{\text{ку}} = 2700$  тис. грн.

Розрахунок експлуатаційних витрат наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок річних експлуатаційних витрат по котельній установці

Елементи витрат	Одиниці виміру	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Витрати, тис. грн
Паливо (вугілля) для котельної	т/рік	600	1,600	960,0
Електроенергія	тис. кВт·год/рік	90	2,00	180,0
Поточне обслуговування				25,0
Бюджетні платежі за забруднення навколишнього середовища				35,0
Фонд заробітної плати				490,0
Відрахування з фонду заробітної плати				230,0
<b>Експлуатаційні витрати</b>				<b>1920,0</b>

### 3.3 Річна економія

Річна економія за рахунок переходу з існуючої на теплонасосну технологію отримання гарячої води

$$E = C^{\text{кот}} - C^{\text{тн}} = 1920,0 - 617,0 = 1303,0 \text{ тис. грн/рік.} \quad (3.5)$$

### 3.4 Розрахунок чистого дисконтованого доходу і терміну окупності капітальних витрат

Розрахунок чистого дисконтованого доходу (ЧДД) і терміну окупності капітальних витрат на спорудження теплонасосної установки проведений за методом зменшення залишкової балансової вартості.

На кінець кожного  $t$ -го року експлуатації установки визначається залишкова балансова вартість за формулою

$$BB_t = BB_{t-1} - AB_t, \quad (3.6)$$

де  $BB_{t-1}$  - балансова вартість установки на кінець попереднього року;

$AB_t$  - амортизаційні відрахування в поточному  $t$ -му році, що розраховуються за формулою

$$AB_t = n_a BB_{t-1}. \quad (3.7)$$

Розраховується річний вхідний грошовий потік  $\Gamma\Pi_t$  за  $t$ -й рік експлуатації, який представляє собою суму амортизаційних відрахувань і річної економії, і річний дисконтований вхідний грошовий потік  $\text{ДГП}_t$  за формулами

$$ГП_t = AB_t + E_{\text{рік}}. \quad (3.8)$$

$$ДГП_t = КД_t \cdot ГП_t, \quad (3.9)$$

де  $КД_t$  – коефіцієнт дисконтування, визначуваний за формулою

$$КД_t = \frac{1}{\left[ (1 + r_{\text{інф}})(1 + \alpha) \right]^t}, \quad (3.10)$$

де  $r_{\text{інф}}$  – темп інфляції;

$\alpha$  – дисконтна ставка.

Розраховується кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік  $КДГП_T$  за  $T$  років експлуатації та чистий дисконтований дохід  $ЧДД_T$  за формулами:

$$КДГП_T = \sum_1^T ДГП_t, \quad (3.11)$$

$$ЧДД_T = КДГП_T - БВ_0. \quad (3.12)$$

Під первісною балансовою вартістю установки  $БВ_0$  розуміється різниця між капітальними витратами, які необхідно вложити для створення теплонасосної установки, і капітальними витратами, необхідними для модернізації існуючої системи підготовки гарячої води на основі вугільної котельної установки

$$БВ_0 = K_{\text{тну}} - K_{\text{ку}} = 7344 - 2700 = 4644 \text{ тис. грн}, \quad (3.13)$$

де  $K_{\text{тну}}$  – капітальні витрати по теплонасосній установці (див. табл. 3.1);

Для першого року експлуатації об'єкта ( $t=1$ ):

амортизаційні відрахування

$$AB_1 = n_a BB_0 = 0,2 \cdot 4644 = 928,8 \text{ тис. грн ;} \quad (3.14)$$

вхідний грошовий потік

$$ГП_1 = AB_1 + E_{\text{рік}} = 928,8 + 1303 = 2231,8 \text{ тис. грн;} \quad (3.15)$$

коефіцієнт дисконтування (при темпі інфляції 10% за рік, тобто  $r_{\text{інф}} = 0,1$ , та дисконтній ставці  $\alpha = 0,17$ )

$$KD_1 = \frac{1}{\left[ (1 + r_{\text{інф}})(1 + \alpha) \right]^1} = \frac{1}{\left[ (1 + 0,1) \cdot (1 + 0,17) \right]^1} = 0,777. \quad (3.16)$$

дисконтований вхідний грошовий потік

$$ДГП_1 = KD_1 \cdot ГП_1 = 0,777 \cdot 2231,8 = 1734,1 \text{ тис. грн,} \quad (3.17)$$

кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік

$$КДГП_1 = \sum_1^1 ДГП_t = 1734,1 \text{ тис. грн,} \quad (3.18)$$

чистий дисконтований дохід

$$ЧДД_1 = КДГП_1 - BB_0 = 1734,1 - 4644 = -2909,0 \text{ тис. грн.} \quad (3.19)$$

Результати розрахунку для наступних років експлуатації приведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахунок ЧДД

Рік експлуатації установки	Балансова вартість установки $BV_t$ , тис. грн.	Амортизаційні відрахування $AB_t$ , тис. грн.	Річний вхідний грошовий потік $ГП_t$ , тис. грн.	Річний дисконтований вхідний грошовий потік, $ДГП_t$ , тис. грн	Кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік $КДГП_t$ , тис. грн	Чистий дисконтований дохід $ЧДД_t$ , тис. грн
0	4644,1					-4644,1
1	3715,3	928,8	2231,8	1734,1	1734,1	-2909,9
2	2972,2	743,1	2046,1	1235,3	2969,4	-1674,7
3	2377,8	594,4	1897,4	890,1	3859,5	-784,6
4	1902,2	475,6	1778,6	648,3	4507,7	-136,3
5	1521,8	380,4	1683,4	476,8	4984,5	340,4
6	1217,4	304,4	1607,4	353,7	5338,2	694,1
7	973,9	243,5	1546,5	264,4	5602,6	958,6

За результатами розрахунків на рис. 1.7 побудовано графік зміни ЧДД в залежності від строку експлуатації установки.

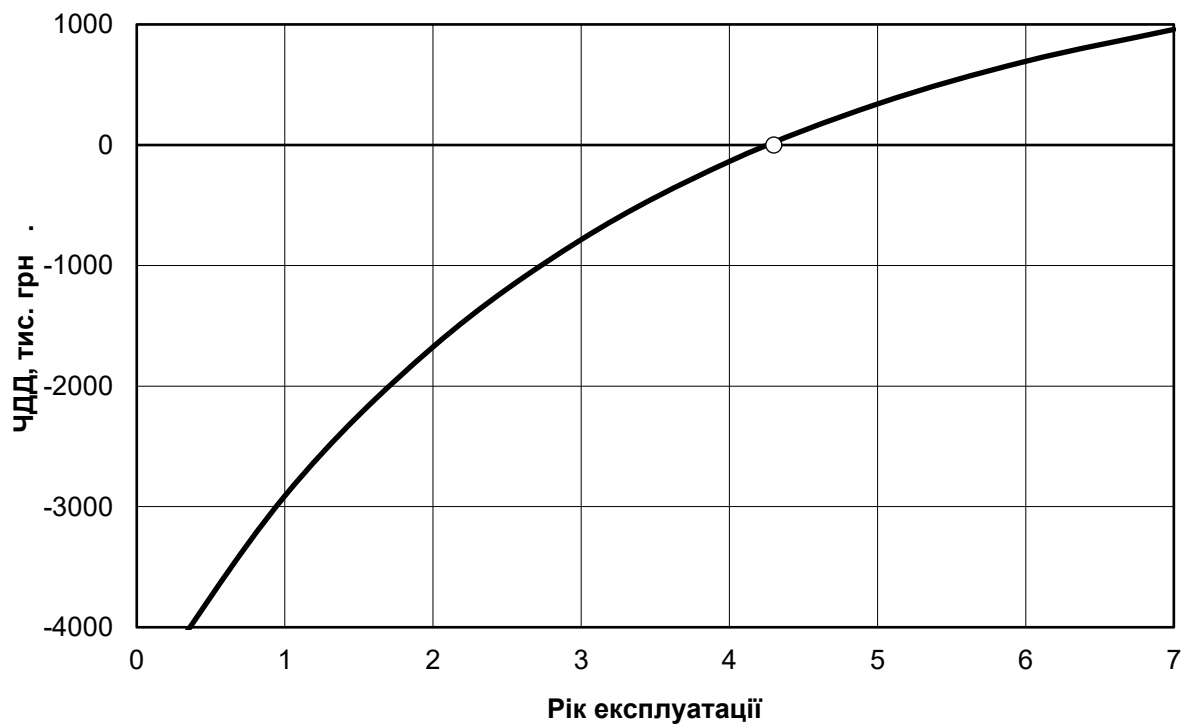


Рисунок 3.1 – Залежність ЧДД від строку експлуатації установки

З рисунка видно, що чистий дисконтований дохід становиться позитивним ( $\text{ЧДД} > 0$ ) через 4,3 роки експлуатації установки.

Таким чином, строк окупності капітальних витрат на спорудження теплонасосної установки складе 4,3 року.



## **4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОМИСЛОВА БЕЗПЕКА**

### **4.1 Організаційні заходи щодо безпечної експлуатації теплових установок**

Мета організаційних заходів щодо техніки безпеки при роботі з тепловими установками – створення безпечних умов праці шляхом підтримування технічних знань обслуговуючого персоналу на необхідному рівні, а також шляхом постійного контролю за дотриманням правил монтажу, експлуатації та ремонту систем і устаткування установок. На підприємстві наказом призначається особа, відповідальна за безпечну експлуатацію теплової установки і технічний нагляд за нею.

До самостійного обслуговування теплових установок допускаються особи не молодше 18 років, що пройшли медичний огляд і мають посвідчення на право роботи на цих установках.

Для прийнятих робітників, незалежно від їх стажу і кваліфікації, обов'язковий вступний інструктаж, що проводить інженер з техніки безпеки відповідно до інструкції, затвердженої головним інженером підприємства.

Перед допуском прийнятих робітників у цех теплової установки, механік зобов'язані провести первинний інструктаж на робочому місці за програмою, затвердженою головним інженером підприємства.

За вказівкою і під контролем начальника теплової установки не рідше одного разу на 3 місяці за програмою первинного інструктажу проводиться періодичний повторний інструктаж на робочому місці.

Адміністрація підприємств перед введенням теплової установки у роботу робить їх технічний огляд відповідно до „Правил будови і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском”. Організація робіт з проведення повторних оглядів за письмовим розпорядженням адміністрації доручається відповідальним особам.

## **4.2 Розміщення теплонасосних установок і вимоги до приміщень для них**

Теплонасосні установки розміщують у машинних відділеннях, у яких повинна забезпечуватися висота проходу для людей не менше 2,2 м від відмітки підлоги до виступаючих зверху частин обладнання (трубопроводів, арматури тощо). Ширина проходів має бути 1,5 м, між виступаючими частинами компресорів – не менше 1,0 м, між гладкою стіною і компресором (чи апаратом) – не менше 0,8 м. Приміщення теплонасосних установок відносять до категорії невибухонебезпечних. Проте в одному приміщенні з установкою не допускається розмішувати пристрої з відкритим полум'ям і з температурою поверхні понад 300°C, а також вибухонебезпечне устаткування.

Машинні відділення теплонасосних установок розташовують на першому поверсі або в підвалі. Двері машинного відділення повинні виходити назовні чи в коридор (вестибюль), відокремлений дверима від інших приміщень, які відчиняються в бік виходу.

Забороняється встановлювати теплонасосні установки на сходових клітках, під сходами, в коридорах, у вузьких проходах, в запорошених чи вологих приміщеннях.

Металеві елементи конструкції теплонасосних установок, та їх устаткування повинні бути заземленими. Всі частини, які рухаються і обертаються (маховики, вали, муфти передачі), повинні мати знімні (легко розбірні) суцільні чи сітчасті огорожі.

Для забезпечення вібробезпеки фундаменти під компресором (чи агрегатом) ізолюють від стін і колон будови машинного відділення. Під час встановлення агрегатів на перекриттях вживаються заходи щодо зниження передачі вібрації на будівельні конструкції. Рівні шуму і вібрації під час роботи компресора (агрегата) не повинні перевищувати встановлених норм.

Трубопроводи теплонасосних установок фарбують в колір, який відповідає їх призначенню. На трубопроводах чорними стрілками мають бути вказані напрямки руху холодоагенту і води. У будівлях теплонасосних установок передбачається пожежна сигналізація та засоби пожежогасіння.

#### **4.3 Техніка безпеки під час експлуатації теплонасосних установок**

Для запобігання аваріям на теплонасосних установках використовуються арматура, запобіжні клапани, контрольно-вимірювальні прилади і засоби автоматичного захисту.

У місцях, де арматура і трубопроводи можуть бути пошкоджені транспортними засобами або вантажами, встановлюються металеві захисні огорожі. У кожухотрубних апаратах і ресиверах є оглядові віконця для візуального контролю рівня рідини.

У теплонасосних установках для спостереження за робочим тиском нагнітання, всмоктування, в системі мастила і в картері використовуються манометри і мановакууметри.

На нагнітальних магістралях встановлюють зворотні клапани для запобігання зворотному рухові холодоагенту в разі зупинки компресорів.

Компресори теплонасосних установок мають пружинний запобіжний клапан, що сполучає порожнини нагнітання і всмоктування з перевищенням допустимої різниці тиску.

Замість пружинного запобіжного клапана компресор може мати чавунну запобіжну пластинку, що розривається за різниці тиску не більше 1,6 МПа.

Випуск пари холодоагенту в атмосферу здійснюється по трубі, гирло якої має бути віднесене не менше, ніж на 2 м від вікон, дверей і повітроприймальних отворів систем вентиляції і кондиціонування повітря і розташоване на рівні 5 м від землі.

Запобіжні клапани компресорів перевіряють не рідше одного разу на рік, запобіжні клапани на апаратах (посудинах) – не рідше одного разу на шість місяців. Теплонасосні установки оснащені приладами автоматичного захисту, що зупиняють компресори у разі небезпечних режимів роботи.

Захист від підвищеного тиску нагнітання під час пуску компресора з закритим запірним вентилем, за неприпустимо високого тиску конденсації забезпечується за допомогою реле високого тиску (РТ). Автоматичний контроль рівня холодоагенту в апаратах здійснюється за допомогою реле рівня (РР). Захист від підвищеної температури нагнітання досягається відключенням компресора за допомогою реле температури (РТ). Для контролю тиску в системі мастила застосовують реле контролю мастила РКМ (реле різниці тиску мастила). За неприпустимо низького тиску мастила реле відключає компресор.

#### **4.4 Фізико-хімічні і фізіологічні властивості холодоагенту R407C**

Холодоагент R407C негорючий і у суміші з повітрям не спалахує і не вибухає. Однак при зіткненні з нагрітими поверхнями або за наявності відкритого полум'я холодоагент розкладається з утворенням токсичних речовин. У присутності заліза R407C починає розкладатися при 550 °C з утворенням фтористого і хлористого водню і невеликої кількості фторфосгену.

Вдихання продуктів розкладання холодоагенту супроводжується сухим кашлем, болем у грудині. При отруєнні продуктами розкладання може спостерігатися блювання, частішають пульс і дихання, в окремих випадках підвищується температура. Продукти розкладання холодоагенту не мають запаху і кольору, що збільшує небезпеку отруєння.

При потраплянні рідкого холодоагенту на шкіру і в очі можливе обмороження шкіри та ушкодження очей. Холодоагент R407C дуже текучий,

що вимагає підвищеної герметичності систем холодоагенту теплонасосних установок.

## ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі розроблено проект теплонасосної установки, що використовує скидну теплоту шахтної води для нагріву питної води для системи гарячого водопостачання в умовах шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

Виконано розрахунки термодинамічного циклу теплонасосних насосів, енергетичних показників теплонасосної установки, параметрів теплообмінника шахтної води, режиму роботи насосів шахтної води.

Розрахунки проводилися за допомогою комп'ютерних програм.

Спроектована теплонасосна установка забезпечить підготовку гарячої води з температурою 42°C в кількості 140 м<sup>3</sup> за 14-и годинний робочий цикл (під час дії нічного та напівпікового періоду навантаження електричної мережі).

Теплопродуктивність теплонасосної установки - 420 кВт. Забезпечується застосуванням двох теплових насосів тепловою потужністю 210 кВт. Коефіцієнт перетворення енергії теплових насосів дорівнює 5,18.

Економічна оцінка проекту показала, річна економія, обумовлена, використанням непридатного тепла шахтної води, становить 1 млн. 303 тис. грн/рік. Дисконтований термін окупності капітальних витрат - 4,3 року.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до проектування теплонасосних установок для утилізації викидного тепла на гірничих підприємствах для студентів спеціальності 7(8).05030101 „Розробка родовищ та видобування корисних копалин” спеціалізації „Енергомеханічні комплекси гірничого виробництва” / Ю.І. Оксень, О.С. Савенчук, В.І. Самуся. – Д. : Національний гірничий університет, 2014. – 40 с.
2. Михеев, М.А. Основы теплопередачи / М.А. Михеев, И.М. Михеева. – М.: Энергия, 1973. – 320 с.
3. Теплообменные аппараты теплонасосных установок / Под общ. ред. Г.Н. Даниловой, 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд., 1986 – 303 с.
4. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергия, 1975. – 600 с.
5. Коваль П.В. Гидравлика и гидропривод горных машин. М.: Машиностроение, 1979. – 319 с.

### ДОДАТОК А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	56	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1		Схема теплонасосної установки	1	
9	A1		Термодинамічний цикл теплонасосної установки	1	
10	A1		Характеристики обладнання та техніко-економічні показники	1	







## **ВІДГУК**

на кваліфікаційну роботу бакалавра на тему:

Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах  
шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»  
студента групи 184-17ск-1 ММФ Гіди Максима Руслановича

Завдання на кваліфікаційну роботу безпосередньо пов'язане з об'єктом діяльності бакалавра за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств» - проектуванням та експлуатацією енергомеханічних комплексів, систем і технологій гірничих підприємств.

Робота присвячена розв'язанню проблеми енергозбереження та поліпшення екології навколишнього середовища при підготовці води для системи гарячого водопостачання в умовах шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Актуальність обраної теми зумовлена дефіцитом паливних ресурсів в Україні.

Зміст роботи відповідає стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК.

В роботі отримано інноваційне технічне рішення, яке полягає у застосуванні новітньої технології нагрівання води для систем гарячого водопостачання за рахунок використання викидного тепла шахтної води за допомогою теплових насосів.

Практичне значення результатів роботи полягає у суттєвій економії палива за рахунок використання тепла викидного тепла шахтної води та в зменшенні викидів шкідливих речовин при спалюванні палива.

Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи задовільна.

Розрахунки, що підтверджують працездатність запропонованого технічного рішення, виконані за допомогою комп'ютерних програм.

Оформлення пояснювальної записки виконано з невеликими відхиленнями від стандартів.

Комплексна оцінка кваліфікаційної роботи – 95 балів («відмінно»).

Керівник кваліфікаційної роботи,  
доцент кафедри гірничої механіки

Ю.І. Оксень

## РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра на тему:

Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» студента групи 184-17ск-1 ММФ Гіди Максима Руслановича

Кваліфікаційна робота студента гр. 184-17ск-1 ММФ М.Р. Гіди виконана на 56 сторінках і складається із вступу, чотирьох основних розділів, що розкривають суть роботи, висновків, переліку посилань з 5 використаних джерел.

Однією з найважливіших проблем сьогодення є проблема енерго- та ресурсозбереження. Тому виконані роботи з проектування теплонасосної установки для утилізації викидного тепла шахтної води з метою отримання гарячої води для системи гарячого водопостачання шахти «Павлоградська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля», безумовно, є актуальними.

Автором розроблено і теоретично обґрунтовано інноваційне технічне рішення, яке полягає в підвищенні потенціалу тепла, що відбирається у шахтної води, за допомогою теплових насосів і передачі його воді, яка нагрівається для системи гарячого водопостачання.

Розрахунками визначено параметри термодинамічного циклу та енергетичні показники теплових насосів, параметри теплообмінного та насосного обладнання контуру шахтної води. Показано, що впровадження теплонасосної установки буде економічно вигідним, а також сприятиме поліпшенню екології довкілля внаслідок відповідного зниження викидів шкідливих речовин на електростанціях.

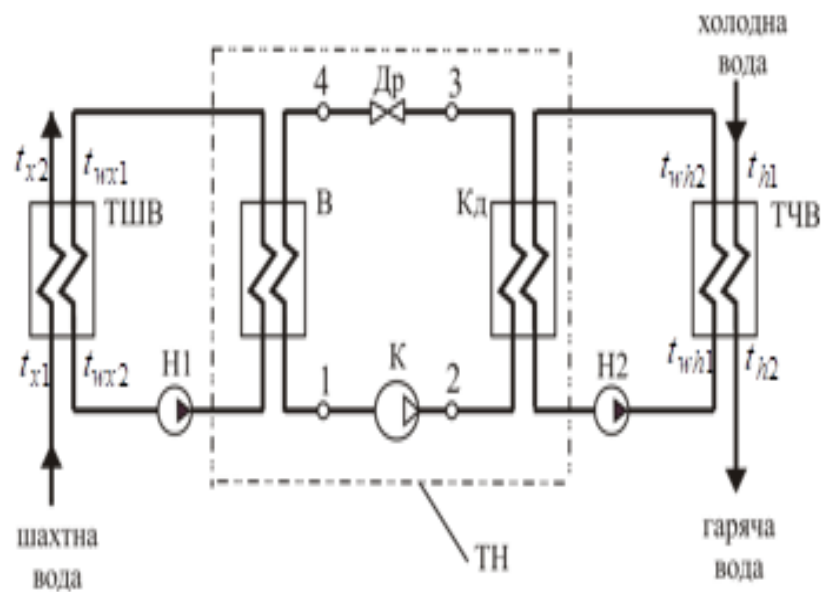
В роботі розглянуто також питання охорони праці та безпечної експлуатації теплонасосної установки.

В цілому, робота відповідає вимогам, що пред'являються до кваліфікаційних робіт бакалаврів за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничого виробництва», та заслуговує оцінки 95 балів («відмінно»).

Завідувач кафедри інжинірингу та дизайну  
в машинобудуванні,  
д-р техн. наук, проф.

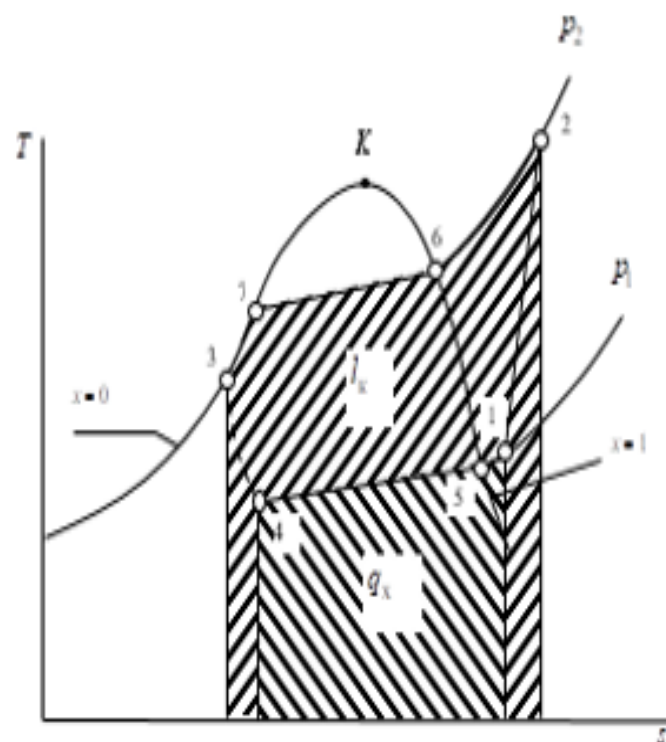
Заболотний К.С.

# СХЕМА ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ З ПРОМІЖНИМИ КОНТУРАМИ ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛА

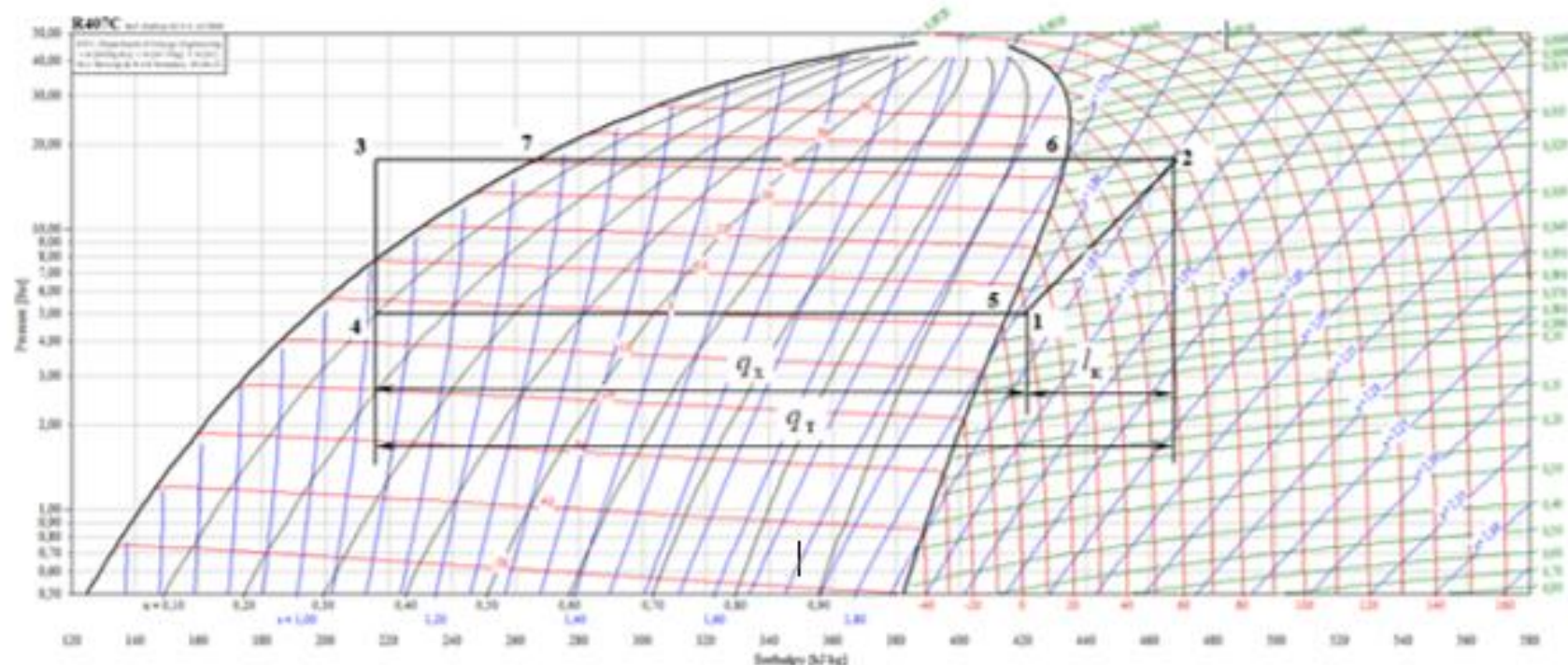


ТШВ – теплообмінник шахтної води; ТЧВ – теплообмінник чистої води;  
Н1, Н2 – насоси проміжних контурів випарника і конденсатора

## ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ ЦИКЛ ТЕПЛООВОГО НАСОСА



# ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ ЦИКЛ ТЕПЛООВОГО НАСОСА



## РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ

Точка	Температура $T$ , °C	Тиск $p$ , МПа	Питомий об'єм $v$ , м³/кг	Ентальпія $i$ , кДж/кг	Ентропія $s$ , кДж/(кг·К)	Ступінь сухості $x$
1	9,00	0,511	0,047460	417,6	1,894	-
2	78,04	1,799	0,015537	465,5	1,941	-
3	11,15	1,799	0,000833	216,9	1,155	-
4	-2,66	0,511	0,005121	216,9	1,160	0,091
5	3,00	0,511	0,045875	411,8	1,873	1,000
6	46,00	1,799	0,012325	426,4	1,825	1,000
7	41,15	1,799	0,000942	263,1	1,309	0,000
2s	63,90	1,799	0,014258	449,2	1,894	-

# ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ТЕПЛОНАСОСНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

## РОЗРАХУНОК КАПІТАЛЬНИХ ВИТРАТ ПО ТЕПЛОНАСОСНІЙ УСТАНОВЦІ

Найменування обладнання	Одиниця виміру	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Загальна вартість, тис. грн
Теплові насоси 220 кВт	шт.	2	900,0	1800,00
Теплообмінник шахтної води	шт.	2	290,0	580,00
Теплообмінник чистої води	шт.	2	75,0	150,00
Баки-акумулятори 20 м³	шт.	4	60,0	240,00
Насоси	шт.	8	30,0	240,00
Засувка Ду 300 з електроприводом	шт.	1	25,0	25,00
Засувка Ду 100 с електроприводом	шт.	2	11,0	22,00
Електрообладнання, КВП	комплект	1	600,0	600,00
Водонагрівач електричний	шт.	2	18,0	36,00
<b>Вартість обладнання, всього</b>				<b>3693,00</b>
Транспортні витрати				203,12
Будівельно-монтажні роботи				1292,55
Проектні роботи				1200,00
Пусконаладжувальні роботи				500,00
<b>Всього по установці</b>				<b>6888,67</b>
Зовнішні комунікації (матеріали і монтаж)				455,40
<b>Капітальні витрати</b>				<b>7344,07</b>

## РОЗРАХУНОК ЧДД

Рік експлуатації установи	Балансова вартість установки $BV_t$ тис. грн.	Амортизаційні відрахування $AV_t$ тис. грн.	Річний вхідний грошовий потік $GP_t$ тис. грн.	Річний дисконтований вхідний грошовий потік, $DGP_t$ тис. грн	Кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік $KDGP_t$ тис. грн	Чистий дисконтований дохід $ЧДД_t$ тис. грн
0	4644,1					-4644,1
1	3715,3	928,8	2231,8	1734,1	1734,1	-2909,9
2	2972,2	743,1	2046,1	1235,3	2969,4	-1674,7
3	2377,8	594,4	1897,4	890,1	3859,5	-784,6
4	1902,2	475,6	1778,6	648,3	4507,7	-136,3
5	1521,8	380,4	1683,4	476,8	4984,5	340,4
6	1217,4	304,4	1607,4	353,7	5338,2	694,1
7	973,9	243,5	1546,5	264,4	5602,6	958,6

## ЗАЛЕЖНІСТЬ ЧДД ВІД СТРОКУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ УСТАНОВКИ

